



GRADO EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE EMPRESAS (ADE)

**Análisis financiero de inversión en planta fotovoltaica en las Islas Canarias
para periodo del 2008 al 2014**

Presentado por: Cristina Tatiana Mireles Sosa

Las Palmas de Gran Canaria, a 10 de julio de 2017

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1 Desarrollo de las energías Renovables en Canarias.....	2
1.1 Explotación energía fotovoltaica en Canarias	6
2. Entorno legal vigente para el desarrollo de energía solar en Canarias.....	13
2.1 Subvenciones y formas de retribución a los inversores	17
2.2 Expectativas.....	21
3. Estrategia de Negocio	23
3.1 Fortalezas /Debilidades.....	24
3.2 Aspectos cualitativos y cuantitativos de los inversores.....	25
3.1 Riesgos /Provisiones.....	26
4. Análisis de la Inversión en una planta fotovoltaica.....	27
4.1 Rentabilidad económica para el Inversor	27
4.2 Rentabilidad financiera para el Inversor	32
5. Conclusiones	36
6. Bibliografía	40
7. Anexos	43

1. Introducción

Las energías renovables son *“aquellas que no agotan su fuente de energía por la explotación de las mismas; sostenibles, y que no alteran de manera negativa al medio ambiente; limpias”*. (Instituto Tecnológico de Canarias, 2008)

A día de hoy, son una demanda mundial como necesidad de reducir las emisiones atmosféricas y residuos contaminantes (co₂), que nos llevan a niveles de polución insostenibles a largo plazo.

Las principales formas de energías renovables son; la biomasa, hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, geotérmica y las energías marinas. (Fernando, 2015)

En Canarias, el desarrollo de este tipo de energías renovables, se han empezado a explotar a finales de los 80, unos años más tarde que el resto de España, que a su vez, también está por detrás de otros Países Europeos, como Alemania o Italia. Aun así, cabe destacar, el grado de conciencia en las Islas Canarias para el desarrollo futuro, y presente, de esta modalidad de Energías Limpias. Siendo el Hierro en 2016 la primera Isla del Mundo en autoabastecer el 100% de su demanda eléctrica con energía hidroeólica, durante 55 horas. (Fresneda, 2016).

Esto demuestra el potencial de medios naturales que tienen las islas Canarias para la generación de energías limpias, si bien es cierto, que debido a su menor población la demanda de energía del Hierro es inferior a la de las otras islas.

Este trabajo pretende analizar la rentabilidad económico-financiera que supone invertir en el año 2014 en una planta fotovoltaica, con autorización desde 2008, para generar electricidad y su posterior venta al mercado eléctrico en las Islas Canarias para ello, se detallarán los costes de implantación y mantenimiento, así como los ingresos/tarifas establecidas para su explotación en el año 2014.

En el presente trabajo describiremos el inicio y desarrollo de la energía fotovoltaica en Canarias, su entorno legal y las implicaciones del mismo en la rentabilidad para el inversor. A continuación, señalaremos los motivos por los que el inversor podría decidir entrar en este tipo de inversión tanto en años anteriores como los actuales. También indicaremos las fortalezas y debilidades que se

presentan en el sector en el presente y futuro próximo. Finalizamos calculando la rentabilidad económica y financiera de la inversión.

A lo largo del trabajo se podrá observar cómo los años en los que se entra en este tipo de inversión son determinantes para la rentabilidad futura, por eso señalaremos dos años claves, el 2008 en el que se aprobó una ley que permitía a los inversores obtener remuneraciones muy rentables y el 2014 en el que dicha ley se revisa disminuyendo las expectativas de rentabilidad y por tanto recortando los beneficios esperados.

1.1 Desarrollo de las energías Renovables en Canarias

La primera energía renovable que empieza a explotarse de manera notable en el archipiélago canario, entrado los años 80, fue la eólica: energía que proviene de la fuerza del viento y se genera a través de unas turbinas depositadas en la cima de molinos de viento con una altura media de 178m y potencia de 10MW, (1 Mega Vatio equivale a 1000kw), de modo que si multiplicamos por las horas de viento que podemos tener en un año alrededor de 4.500 horas, un molino de viento o aéreo generador podría cubrir el consumo de 11.250 hogares. Tomando como referencia que la media de consumo de electricidad en hogares canarios de tres personas puede rondar entre los tres a cuatro mil kw/año, lo que supone un gasto medio para los hogares canarios de 600 euros/año, abarca más hogares que una planta solar de la misma potencia, dado que tenemos más horas de viento que de sol durante el año. La energía eólica, hasta la fecha, ocupa la mayor cuota de producción de energía renovable en las islas Canarias, en torno al 80% de la producción de energía renovable en las Islas (Instituto Canario de Estadística, 2016) y (Endesa, 2017). Con 56 parques eólicos activos en las islas, la tercera parte de ellos ubicados en la isla de Gran Canaria con potencia total de 143,93 MW, (143.930kw), seguida por la isla de Tenerife que genera 36,68 MW. En Tenerife, a excepción del resto, tienen mayor potencia de energía solar fotovoltaica instalada que eólica, un 75% fotovoltaica frente a 25% eólica, lo contrario que en Gran Canaria, (asociación empresarial eólica, 2011), aparte de las instalaciones aptas para ello hay que tener en cuenta que en Canarias hay más viento que sol durante el año, por tanto, la producción de energía eólica puede aportar energía de manera más “estable” durante el año. En Gran Canaria el número de horas en funcionamiento de un

parque eólico puede alcanzar las 4.500 horas viento/año, en comparación con las plantas fotovoltaica que tiene de máximas de 1.600 a 1.800 horas sol/año. Otro dato a reseñar referente a esta modalidad de energía es que el 40% de la potencia eólica instalada en las islas es la compañía eléctrica Endesa, la propietaria, productora y a su vez distribuidora de la energía. (Endesa canarias, 2017)

Continuando con la analogía entre energía eólica y solar fotovoltaica, esta última tuvo un desarrollo más lento en Canarias. Se empezó a explotar, de manera notable, en los años 90, una década más tarde que la energía eólica. En este sentido, el apoyo por parte del Gobierno nacional y regional mediante subvenciones y remuneraciones específicas para el desarrollo de esta modalidad de energía jugó un papel crucial en el periodo que va desde 2008 hasta 2012.

Esta modalidad de energía limpia se obtiene mediante la instalación de paneles fotovoltaicos constituidos por células conectadas entre sí que hacen de semiconductores y transforman la energía solar en electricidad. La energía solar se usa de dos maneras, según la estructura y material de cada instalación y potencia a la que se pueda generar la energía. De este modo, se diferencia entre; la energía solar térmica de baja temperatura, destinada para el calentamiento de agua sanitaria o de piscinas principalmente, consta de paneles solares para la captación de la radiación solar sea transformada en energía, pero de menos potencia que la eléctrica y se añade un sistema (que consta de bidón y tuberías) como soporte para que el agua pueda transformar su temperatura. La otra modalidad es la energía solar fotovoltaica, que utiliza paneles de células de silicio los cuales transforman con mayor potencia la radiación solar en corriente alterna, la misma que se produce en la red eléctrica utilizando inversores. (Instituto Tecnológico de Canarias, 2008)

Según los expertos, la energía fotovoltaica, así como otras energías renovables, tiene aún mucho recorrido en las Islas Canarias, dada la disposición de elementos naturales para ello; horas de sol, (1600 horas de media año en las zonas costeras), aire de los vientos alisios, (vientos constantes que soplan desde las zonas polares de los dos hemisferios a las zonas ecuatoriales), fuerza de las mareas del océano Atlántico, energía mareomotriz, y el calor interior de una tierra volcánica; para el desarrollo de la energía geotérmica. (Hernandez Gonzalvez, 1994)

Este trabajo se centra en la energía solar fotovoltaica porque es una de las ya desarrolladas con cierta madurez en España, se han realizado numerosos proyectos y operaciones financieras para la explotación de esta modalidad de energía en los últimos 9 años. Sin embargo, el resto de energías renovables nombradas, a excepción de la eólica, no tienen aún producción significativa en las Islas. La energía de los mares, está en fase de estudio, a través del consorcio PLOCAN: plataforma oceánica de Canarias situada a 1,3 millas al este de la costa de Jinamar en la isla de Gran Canaria, cuya gestión tiene como objetivo impulsar la I+D+I marino marítima. Así, sus principales líneas de actividad son; el aprovechamiento de energías renovables marinas (olas, mareas y vientos), la observación oceánica, desarrollo de instrumentos y maquinaria submarina, así como otros estudios que afecten al ámbito submarino. (PLOCAN Consorcio, 2016). Otras energías, como la energía hidráulica: “procede del aprovechamiento de la energía de un curso de agua en descenso con las instalaciones adecuadas transforman dicha energía en electricidad”, (Gobierno de Canarias C. d., 2017) . Para su desarrollo se necesitan caudales continuos importantes además de una inversión inicial elevada, las instalaciones constan de turbinas y compuertas de grandes dimensiones, a eso se le suman el coste de distribución de la energía y costes de mantenimiento, y la escasez de lluvia en determinadas épocas del año en Canarias, complican el desarrollo de este tipo de energía, a gran escala, en las Islas Canarias. Sin embargo, existen dos centrales minihidráulicas en las islas, una en la Palma de potencia 800kw y otra en Tenerife de menor potencia, 463kw, las cuales no están activas la mayor parte del año. (Provincia, 2006) y (Ortega, 2011). Si bien el continuo avance tecnológico hace posible que reduzcan los costes de implementación de estos sistemas. (Gobierno de Canarias C. d., 2017), y a pesar de las palabras de Antonio Morales, como presidente del Cabildo de Gran Canaria, ha resaltado: “que el Cabildo de Gran Canaria estudia acometer nuevos saltos de agua en la presa de Las Niñas y entre Tamadaba y La Aldea de San Nicolás, con el objetivo de seguir implantando este uso de energía limpia en la isla”, (Morales, www.eldiario.es, 2015). Lo cierto es que no hay a día de hoy producción notable de esta modalidad de energía en las Islas Canarias.

Por último, la energía geotérmica se encuentra, al igual que la maremotriz, en fase de estudio. Según el Presidente de Cabildo Antonio Morales; “el 30% de la demanda

de electricidad de las Islas podría cubrirse con esta modalidad de energía limpia”, declaraba en septiembre 2015 en la presentación de las jornadas ofrecidas por” el Instituto Volcanológico de Canarias (Involcan), en las que también participaron expertos del Instituto Tecnológico y de Energías Renovables y del Instituto Geológico y Minero de España, entre otras instituciones. Sin embargo, la primera central eléctrica a partir de energía geotérmica en Canarias está promovida por una empresa multinacional eslovaca con fechas de puesta en marcha para 2018 en el municipio de Guimar, Sur de Tenerife, (Morales, www.energias-renovables.com, 2015).

Para cerrar este apartado, cabe destacar que en la actualidad, aproximadamente el 10% del consumo eléctrico de todas las islas Canarias proviene de las diversas fuentes de energías renovables nombradas, siendo la mayor aportación la proveniente de la fuente energía eólica en la Provincia de Las Palmas de GC y de fuente solar fotovoltaica en la provincia de Santa Cruz de Tenerife, lejos del objetivo PECAN (Plan energético de Canarias) que propuso para el 2008 alcanzar que el 30% de la producción eléctrica proviniera de energía renovables para el 2015 en Canarias. Sin embargo, en la Península Ibérica este porcentaje en la actualidad se aproxima al 40%, (Endesa, 2017) y (Anuario Energético de Canarias, 2016).

En la siguiente tabla se desglosa la potencia eléctrica instalada en cada Isla con unidad de medida 1MW/hora = 1.000kw/hora, según fuente de energía de la que procede. Donde destaca la potencia eólica instalada en Gran Canaria y la potencia fotovoltaica instalada en Tenerife expresada en mega vatios (MW), para pasar a vatios se multiplica por 1.000. En la tabla se observa que el total de potencia instalada que proviene de fuentes renovables en las 7 islas supone aún el 13,3% sobre el total de potencia eléctrica instalada en el 2015, siendo el 87% de energía eléctrica generada por centrales térmicas contaminantes.

Tabla 1.1.1 Potencia eléctrica instalada en 2015 en cada Isla Canaria.

Fuentes de energía primaria	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
PRODUCTOS DERIV. PETRÓLEO								
Centrales térmicas	1.000,6	1.051,1	232,4	187,0	105,3	22,9	13,0	2.612,3
Refinería	-	25,9	-	-	-	-	-	25,9
Cogeneración	24,9	39,2	-	-	-	-	-	64,1
Total prod. derivados petróleo	1.025,5	1.116,2	232,4	187,0	105,3	22,9	13,0	2.702,3
FUENTES RENOVABLES								
Eólica ^{(1) (2)}	85,9	36,7	8,8	13,1	7,0	0,4	-	151,8
Fotovoltaica ⁽¹⁾	39,3	114,9	7,7	13,0	4,6	0,01	0,03	179,6
Minihidráulica	-	1,2	-	-	0,8	-	-	2,0
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	22,8	22,8
Biogás (vertedero)	-	1,6	2,1	-	-	-	-	3,7
Total fuentes renovables	125,2	154,4	18,6	26,1	12,4	0,4	22,9	359,9
TOTAL	1.150,7	1.270,6	251,0	213,1	117,7	23,2	35,9	3.062,1

Valores en bornes del alternador. ⁽¹⁾ Sólo instalaciones conectadas a red. ⁽²⁾ No se contempla la potencia eólica asociada a la central hidroeléctrica de El Hierro.

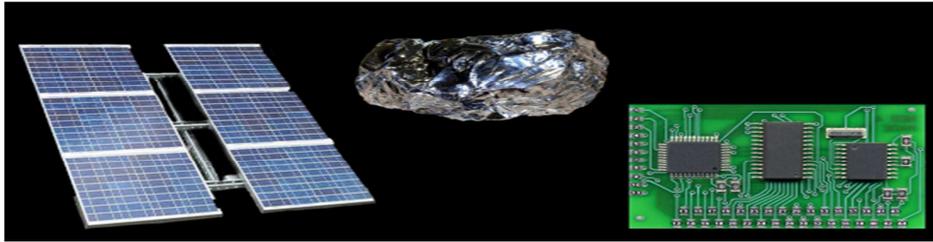
Unidades: Megavatios (MW). Fuente: Dirección General de Industria y Energía. Gobierno de Canarias

Fuente: GobiernodeCanarias.org

1.1 Explotación energía fotovoltaica en Canarias

La energía fotovoltaica en Canarias, si bien su explotación empezó a ser notable a partir de los 90. Se inició en los años 80, con la llegada de la tecnología necesaria para ello, los denominados módulos o paneles solares, (Instituto Tecnológico de Canarias, 2008). A finales de los 90 en España ya se disponía de la más avanzada tecnología para la producción de paneles fotovoltaicos y procesos productivos que la situaban entre los primeros Países a escala Mundial, detrás de Estados Unidos y Japón. La elaboración de los paneles solares que se desarrollan en España, y Canarias, utilizan como materia prima el silicio; elemento de bajo coste, y que después del oxígeno, es el elemento químico que más abunda en la corteza terrestre, que se muestra en la siguiente figura.

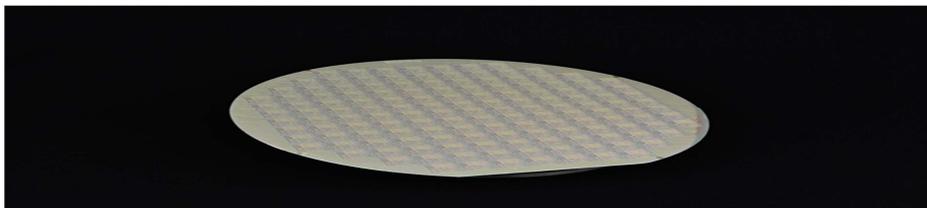
Figura 1.2.2. Materia prima de panel fotovoltaico; Silicio, elemento semiconductor usado también en la informática.



Fuente: educaciónquimica.wordpress.com

El tratamiento del silicio para generar las células fotovoltaicas comienza con la purificación de dicho elemento su posterior mezcla con otros elementos químicos, el fósforo y el boro, pasando por un proceso productivo en hornos a altas temperaturas y tiempos definidos, hasta finalmente conseguir una oblea, como se muestra en la Figura 1.2.1., capaz de producir corriente eléctrica al incidir con la radiación.

Figura 1.2.1 Oblea; hoja de material semiconductor sobre la cual se construyen microcircuitos.



Fuente: www.uciencia.uma.es

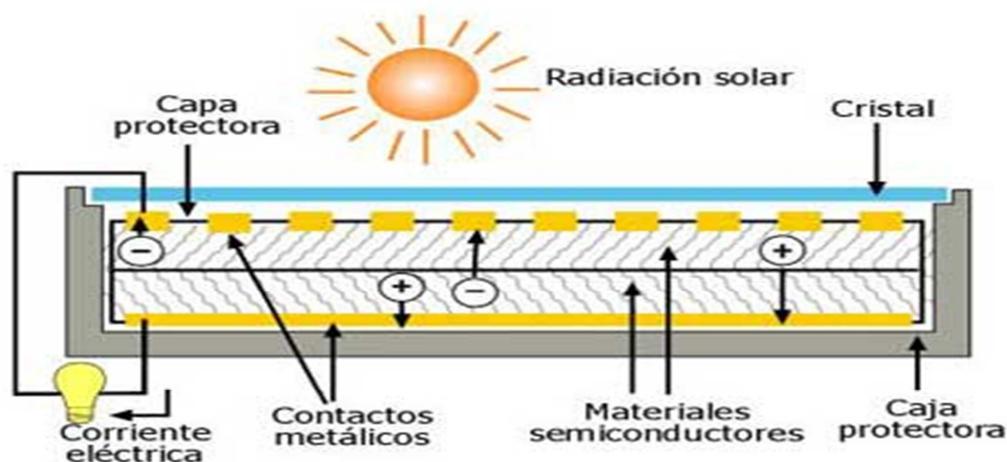
Las células que integran un panel fotovoltaico deben estar comprendidas en un rango similar en cuanto a sus parámetros eléctricos, deben generar la misma corriente para evitar descompensaciones en el interior del módulo. El módulo o panel fotovoltaico consta de diversas capas que recubren a las células por la parte superior e inferior del panel quedando protegidas para su correcto funcionamiento y evitar que se les filtre algún agente atmosférico que pueda ser perjudicial como el agua, que podría oxidar los contactos semiconductores de la electricidad, (Gobierno de Canarias g. , 2002).

Los módulos se miden en unas condiciones estándar de $1000 \text{ W/m}^2 = 1 \text{ kW/m}^2$ de radiación solar y 25°C de temperatura de las células fotovoltaicas. La máxima

potencia generada en estas condiciones por cada módulo fotovoltaico se mide en vatio pico= Wp; máxima potencia eléctrica que puede suministrar una célula, se le denomina potencia nominal del módulo. Así, la energía producida se calcula multiplicando su potencia nominal por el número de horas de “sol pico” el cual se obtiene de dividir la energía producida en un día entre $1000 \text{ W/ m}^2 = 1\text{KW/M}^2$, en Canarias la media anual puede rondar las 1.600-1800 horas de sol pico al año, (Instituto Tecnológico de Canarias, 2008). De modo que para una planta de potencia nominal 100kw, como la que se analiza en este proyecto, estará formada por unos 400 paneles/módulos solares de 250wattios cada uno. En condiciones estándares señaladas producirían de 160mil - 180 mil kw/año, si producen a su máxima potencia todo el año, pudiendo cubrir el consumo de unos 45 hogares aproximadamente, contando a 3 personas por hogar y tomando como referencia un consumo estimado por hogar de tres personas de 4000kw/año. (Endesa, 2017).

A continuación, se muestra una imagen que detalla los elementos que componen un panel solar.

Figura 1.2.3. Panel solar fotovoltaico y elementos que lo componen



Fuente: gasfriocalor.com

Destacar, además, que es necesario un inversor para transformar la electricidad producida por los paneles solares, desde corriente continua, a corriente alterna que es la utilizada para el consumo de electricidad en los hogares.

Por otro lado, hay una serie de factores relevantes para conseguir que la planta fotovoltaica rinda al máximo de potencia instalada como son:

- La orientación e inclinación de los módulos/paneles solares, depende de la latitud del lugar donde se van a instalar, si existen algún obstáculo como montañas cerca. Pero siempre deben estar orientados al Sur, si están en el hemisferio norte y hacia el norte si se encuentran en el hemisferio sur, para aprovechar al máximo la radiación solar de un día completo. La inclinación, debe ser mayor en el invierno dado el menor recorrido del Sol, como se observa en la figura 1.2.4. En Canarias, la inclinación óptima estaría en torno a 15 o 20° en verano y en torno a 35 o 40° en invierno.
- El sistema de mantenimiento y medidas de control de la producción en las plantas, huertos solares, se hacen mediante un regulador de carga de batería, interruptores de horarios, temporizadores, conectores, y contadores, todos encaminados a mediar la producción correctamente, y evitar la sobrecarga o falta de carga de las baterías. (Instituto Tecnológico de Canarias, 2008)

Figura 1.2.4. Recorrido del Sol en un día



Fuente: ITC (Instituto Tecnológico de Canarias).

En las Islas Canarias empezaron a utilizar los paneles solares en sistemas aislados, donde había difícil acceso para la conexión a centrales, así como en viviendas, para el autoconsumo, sin mucha notoriedad en su producción como fuente común de energía eléctrica. (Canarias, 1994). Hasta el 2008, donde en tan sólo tres años, se multiplicó por 60 la actividad de instalaciones en plantas solares en las islas, con el fin de vender su producción a la red eléctrica, creando con ello numerosos puestos

de trabajo. En este momento se empiezan a crear instalaciones de paneles en edificios (terrazas, tejados, azoteas) o infraestructuras urbanas (marquesinas, cubiertas de aparcamientos, sobre paradas de guagua, o farolas).

Momento en el que surgen los llamados “huertos solares”; extensión rural/aislada de paneles solares, como se muestra en la siguiente figura 1.2.5. Estos huertos solares conforman centrales fotovoltaicas a las que se denomina planta; normalmente con una potencia de 100kw/planta (100.000w). En la actualidad, hay cientos de “huertas solares” fotovoltaicas conectas a la red eléctrica central de Endesa en Canarias. Siendo Tenerife la que mayor potencia instalada tiene en esta modalidad de energía. (Propietarios, 2017).

Figura 1.2.5. Huerta solar en el municipio de Arico, Tenerife.



Fuente: decrecimientoencanarias.blogspot.com, febrero 2009.

Cada planta puede ser explotada por una comunidad de propietarios/empresarios o inversores domésticos, no necesariamente relacionados con el sector, que guiados por asesores, economistas, amigos o empresas especializadas invierten sus ahorros para obtener una rentabilidad “asegurada” al largo plazo con la venta de la energía a la red eléctrica más una remuneración “fija” recibida por el gobierno. Esta comunidad de inversores puede tomar distintas formas jurídicas, formas de asociación legalmente registradas que se han usado para llevar a cabo proyectos de inversión en plantas solares fotovoltaicas en las Islas. Existen sociedades anónimas, sociedades limitadas, sociedad unipersonal, sociedades cooperativas, comunidad de propietarios...etc. Las diferencias principales entre ellas se encuentran en el capital social mínimo exigido para su constitución, número de socios para la gestión de la misma, órganos de gobierno y distinto régimen tributario/fiscal, (Cano, 2014).

La energía fotovoltaica en el archipiélago canario toma especial relevancia por los siguientes motivos:

1. Condiciones geográficas y climáticas del archipiélago, permiten alto nivel de productividad de las energías, 23° de media durante todo el año, y horas de Sol 1.600 horas/año a 1.800 horas/año, en zonas costeras, superior al resto de comunidades española y resto de Europa.
2. Por nuestra estructura geográfica de Islas, se hace necesario tener varias centrales eléctricas; una en cada Isla.
3. Necesidad de eficiencia energética: reducción de costes y menos dependencia del exterior para obtención de energía.
4. Necesidad de cumplir normativas europeas que miran hacia un desarrollo sostenible. El objetivo del programa operativo FEDER para Canarias 2020 establece un objetivo del 36% para consumo eléctrico del archipiélago sea a partir de fuentes energías renovables, (SIMAC, 2017).
5. Necesidad de mejorar la imagen exterior del archipiélago, atrayendo en consecuencia al turismo actual europeo con alto grado de sensibilidad con el medio ambiente.
6. Subvenciones y remuneraciones para la producción de energía solar renovable para plantas conectadas a la red eléctrica, de 2008 a 2012. (Gobierno de Canarias g. , 2002), (BOC, 2009) y (Instituto Tecnológico de Canarias, 2008)

En la siguiente tabla se detalla la potencia de energía fotovoltaica en kw/picos que tiene cada isla, donde se vuelve a confirmar que Tenerife abarca el 64% del total de la potencia instalada en las Islas, y que en casi todas las islas más del 90% de su potencia total instalada está conectada a la red eléctrica, su producción se vuelca en la red eléctrica de la ciudad. A excepción de la Gomera y el Hierro que tienen mayor porcentaje de instalación aislada, no vuelcan su energía a la red eléctrica general. Reseñar que la potencia instalada volcada en la red eléctrica actual no difiere demasiado de la refleja en la tabla a finales de 2014, (Endesa, 2017)

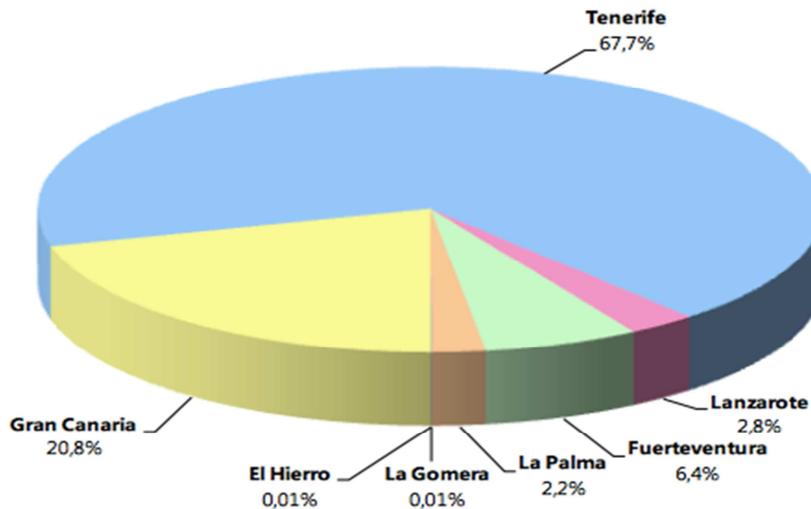
Tabla 1.2.1. Potencia Solar fotovoltaica instalada en las islas Canarias a 31 de diciembre de 2014

Isla	Conectada a red		Aislada a red		Total
	kWp	%	kWp	%	kWp
Gran Canaria	39.290,92	99,7%	121,62	0,3%	39.412,54
Tenerife	114.896,07	99,8%	180,18	0,2%	115.076,26
Lanzarote	7.729,55	98,1%	150,46	1,9%	7.880,01
Fuerteventura	13.026,09	99,4%	76,80	0,6%	13.102,89
La Palma	4.598,41	99,2%	35,07	0,8%	4.633,49
La Gomera	9,24	27,9%	23,83	72,1%	33,07
El Hierro	33,77	70,8%	13,95	29,2%	47,72
Canarias	179.584,05	99,7%	601,90	0,3%	180.185,96

Fuente: Gobierno de Canarias, www.gobiernodecanarias.org.

En la siguiente figura se reflejan los datos porcentuales comentados, Tenerife aporta más del 50% del total de energía fotovoltaica que se vuelva a la red eléctrica en las Islas Canarias. Según algunos empresarios, esto es debido a que allí tienes mayores terrenos, espacios rurales no protegidos donde les han permitido crear plantas solares, sin embargo, en Gran Canaria se han visto con mayor dificultad a la hora de conseguir las autorizaciones oportunas.

Figura 1.2.6. Distribución de la potencia fotovoltaica instalada en Canarias conectada a la red eléctrica, año 2014.



Fuente: Anuario energético de Canarias 2014

2. Entorno legal vigente para el desarrollo de energía solar en Canarias

La normativa estatal como la autonómica canaria ha sufrido cambios notables desde que comenzó a regularse el mercado de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. A continuación, detallamos algunas de las leyes que han afectado a la forma de producir energía eléctrica a partir de fuente renovable fotovoltaica, así como a la forma de remunerarla.

En los años 90, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, introdujo la liberalización en las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica, (www.boe.es). La Ley 11/1997, de 2 de diciembre, define la regulación del Sector Eléctrico Canario. El Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, (BOE G. d., 1998), define las primas; remuneraciones específicas para incentivar a los inversores que produzcan energía eléctrica con fuente renovable, cumpliendo con unos mínimos de producción y que vuelquen la energía generada a la red general eléctrica.

A su vez, aparecen las normas UNE (Una Norma Española) que son un conjunto unificado de normas tecnológicas creadas por los Comités Técnicos de Normalización (CTN), de los que forman parte todas las entidades y agentes implicados e interesados en los trabajos del comité. Por regla general, estos

comités suelen estar formados por AENOR, (Asociación Española de normalización y certificación), fabricantes, consumidores y usuarios, administración, laboratorios y centros de investigación, asociaciones y colegios profesionales y agentes sociales, definen como deben ser las características y diseño de los sistemas fotovoltaicos para que cumplan con la seguridad requerida y fines de la producción según modalidad/tipo de instalaciones; fotovoltaicas en edificios o fotovoltaicas terrestres generadores de potencia.

Una norma UNE es una especificación técnica cuyo cumplimiento no es obligatorio, pero sí aprobada por AENOR, organismo reconocido a nivel nacional e internacional por su actividad según normativa, (Ley 21/1992), (asesordecalidad.blogspot.com, s.f.) y (<http://www.aenor.es/aenor/normas/>, s.f.).

A continuación, señalamos normativas publicadas en el Boletín Oficial del Estado, las cuales regulan la forma de retribuir la inversión en plantas fotovoltaicas que vendan la energía a la red eléctrica y cumplan con características determinadas (estándares) en su instalación y según producción, potencia instalada.

La orden 27 de mayo de 2002, se modifica las bases reguladoras para el periodo 2000 a 2006 para la concesión de subvenciones a proyectos de ahorro, diversificación energética y utilización de energías renovables. (BOE, 2002, pág. B.O.E.)

Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, (BOE, www.boe.es, 2008).

En este año es cuando mayor remuneración se determina para la producción de energía a partir de fuentes renovables, solar fotovoltaica, con el fin de impulsar la misma en el territorio español, (Endesa, 2017) y (Propietarios, 2017).

Real Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento para los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias, (BOE, www.boe.es, 2009).

Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. Para ello, ha creado una

Comisión Interministerial que tiene como finalidad velar por el correcto cumplimiento de las condiciones en que deben ejecutarse las tareas asignadas a la Sociedad Gestora del *Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico*. El Estado vende a los bancos, entidades gestoras en forma de bonos con tipo de interés fijo en torno al 4% pagaderos anualmente y con vencimiento a 5 años. Esta deuda procede de las empresas comercializadoras de la energía, las cuales tienen los derechos de cobro señalados en cuadro del Anexo 1. Ficha de Fondo Titulización del déficit del sistema eléctrico, pág.11. y (BOE, www.boe.es, 2010).

Real Decreto-ley 14/2010, de 24 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del *déficit tarifario del sector eléctrico*, causado por la diferencia entre la tarifa regulatoria que paga el consumidor final, la cual es menor a los costes de generación de la energía. El estado subvenciona esta diferencia a los productores de energía entrando en un déficit permanente, elevando los límites máximos de déficit que se habían establecido para los años 2010, 2011 y 2012 en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el *bono social*, en 2009 se congela la tarifa eléctrica, sin que les afecten subidas por impuestos ni actualizaciones de tarifa a los consumidores finales que cumplen determinadas características como jubilados, familias numerosas, familias con desempleados en paro, y para las instalaciones con menos de 3kw de potencia contratada, sin tener en cuenta criterio de renta. Con el objetivo principal de no aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013, (BOE, www.boe.es, 2010).

Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, (BOE, www.boe.es, 2012).

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, entre otros aspectos, establece un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos y una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica.

Fijando el concepto de rentabilidad razonable, en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial de 3 puntos básicos, la cual supone, en este momento, una rentabilidad de en torno al 7% para toda la vida de la planta, una media de 25 a 30 años de vida útil, teniendo en cuenta las rentabilidades ya abonadas en años anteriores. Si han recibido en el pasado mayor rentabilidad, se les resta de la rentabilidad presenta, si por el contrario en el pasado habían obtenido rentabilidad menor al 7% ahora se les suma la rentabilidad adicional correspondiente, (BOE, www.boe.es, 2013)

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, (BOE, www.boe.es, 2014).

Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto (BOE 5/08/2014) por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación de régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, (BOE, www.boe.es, 2014).

En este año, 2014, se determina que la retribución específica sobre la producción y precio de mercado de la energía puede ser revisadas cada tres años, siendo la próxima revisión actual en 2020. Y la rentabilidad razonable, retribución total por la inversión señalada en la norma anterior como rentabilidad razonable establecida en un inicio en torno al 7% también será revisable cada 6 años, siendo la próxima revisión en 2019. (Endesa, 2017) y (Propietarios, 2017).

Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto (BOE 23/08/2014) por el que se regula el procedimiento de presupuestario, reconocimiento, liquidación y control de los costes-extra, (costes adicionales en los que se incurre por estar en territorio aislado; no peninsular), de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, (BOE, www.boe.es, 2014).

Orden IET/1953/2015, de 24 de septiembre (BOE 28/09/2015) por la que se modifica la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen

retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, (BOE, www.boe.es, 2015).

A día de hoy, teniendo en cuenta que el coste de la inversión para crear una planta fotovoltaica se ha reducido entre un 70 y un 80 por ciento desde el 2008, debido al avance tecnológico, la propuesta para la remuneración de la nueva producción de energía eléctrica a partir de fuente fotovoltaica es mediante subasta pública. Esta propuesta ya se venía haciendo para la venta de energía eólica, de manera que se evitan los sobrecostes por parte de los productores y comercializadores de la energía y se elimina el déficit remuneratorio por parte del estado, garantizando la eficiencia y la estabilidad del libre mercado a largo plazo, (UNEF, 2017)

De modo que siguen dándose cambios de normativa que corrigen las formas de remunerar a la energía que se vuelcan al mercado eléctrico a partir de plantas fotovoltaicas instaladas en periodos desde 2008 hasta 2014.

En este trabajo se plantea un proyecto financiero para la explotación de una planta que está en funcionamiento desde 2008 en Gran Canaria, y que se adquiere por un nuevo propietario que la explota desde 2014 bajo la normativa Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto (BOE 5/08/2014), manteniendo la remuneración que señala dicha normativa hasta el 2019-2020.

2.1 Subvenciones y formas de retribución a los inversores

En Canarias, las subvenciones a fondo perdido para energía solar, en la actualidad, están disponibles solo para instalaciones de energía solar térmica de baja temperatura, bajo la ORDEN de 22 de diciembre de 2016, por la que se aprueban las bases reguladoras por las que se registrarán las subvenciones destinadas a instalaciones de energías renovables, (Consejería de Economía, s.f.), enmarcadas en el Plan Operativo FEDER de Canarias 2014-2020.

Esta modalidad de energía solar es utilizada para aprovechamiento de agua caliente sanitaria, calefacción, frío solar (aire acondicionado), y solar fotovoltaica aislada de la red de distribución, para usos de electrificación residencial, bombeos y tratamiento de agua, alumbrados aislados, y para energía solar

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, BOE Gobierno de España, regula la forma de remunerar la energía solar fotovoltaica que se vuelca a la red eléctrica. Donde se detalla cómo se subvenciona a los inversores. La misma se descompone en; una rentabilidad razonable sobre la inversión inicial desembolsada para la puesta en marcha de la instalación fotovoltaica, para las instalaciones que operan desde 2008 hasta 2013 y otra remuneración específica en base a la modalidad/tipo de cada planta, según horas de producción, año de inicio explotación, rango de potencia instalada, tipo de tecnología, reciben un código de *instalación tipo* denominado *IT-00XXX*, numeración de cinco cifras, en este proyecto se analiza una planta de tipo IT-00030, ver Anexo 2.

Existe, además, una remuneración extra específica para las plantas en zonas no peninsular por el ahorro de coste que suponga generar la energía renovable frente a la tradicional. En este análisis no tendremos en cuenta esa remuneración específica, ya que no se da en todos los casos. Por último, también existe un ajuste en función de tarifa de mercado, si la tarifa de mercado está por debajo del límite inferior establecido o por el contrario el precio estuviera por encima del límite superior establecido, el estado les abonará o detraerá esa diferencia sobre la remuneración que entregue a la empresa generadora de la energía, esta segunda parte afecta a todas las instalaciones que operan desde 2009 hasta 2015, no contaremos con este tipo de ajuste para el análisis de nuestro proyecto de rentabilidad, dado que no es habitual que ocurra.

De modo que los parámetros retributivos son:

- Retribución a la inversión.
- Retribución a la operación.
- Vida útil regulatoria de 25 a 30 años.
- Horas y umbral de funcionamiento mínimo, la planta debe rendir a su máxima potencia instalada de manera eficiente. El número de horas de funcionamiento máximo es de 1.648 horas a efectos de percepción de la retribución para una planta con potencia de 100kw/pico.

- Precio mercado, según pool, (acuerdo entre productores y comercializadores de precio diario de venta de la electricidad), diario de mercado publicado en la web del operador de mercado ibérico español y portugués (OMIE), (www.omie.es).

De modo que la fórmula establecida por el Gobierno para remunerar al Inversor de una planta fotovoltaica es:

$$\text{Rentabilidad Total} = R_i + R_{op} + R_e$$

Siendo;

R_i = Retribución sobre la Inversión.

R_{op} = Retribución sobre la operación, horas producidas/año.

R_e = Retribución sobre la energía producida y vendida al mercado eléctrico, según precio de mercado.

Pasamos a detallar cada componente de remuneración:

La rentabilidad sobre la inversión (R_i); es la que mayor peso tiene sobre la rentabilidad total, compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión inicial para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de energía a precios de mercado, (en el OMIE). A partir de la ley 2014 esta retribución específica viene determinada por el Estado, Gobierno de España, como el diferencial de 300 puntos básicos sobre la rentabilidad media de Obligaciones del Estado, Bono Español, a 10 años, denominada rentabilidad razonable. Será el porcentaje que se aplique sobre importe estándar de la inversión inicial realizada por los inversores para poner en marcha la planta. Esta inversión inicial para el cómputo de la remuneración se obtiene de un valor de *inversión estándar* expresada en euros/Mw que determina la legislación según cada modalidad/tipo de instalación, en este caso para una IT-00030, planta fotovoltaica de potencia 100kw y con autorización desde 2008 el valor estándar de la inversión inicial es de 7.065.614 €/Mw. Y la remuneración específica se señala en el cuadro de la ficha IT que se adjunta en el anexo 5. Rentabilidad Total según Normativa.

En la actualidad, para una planta que empieza a funcionar a partir de 2014, dicha rentabilidad razonable se sitúa en torno a un 5,7%, dado que el valor de la media del Bono Español a 10 años en el momento que salió esta normativa se encontraba en 2,7%, (www.tesoro.es), al sumarle los 300 puntos básicos resulta el 5,7% que recibirían las plantas fotovoltaicas en funcionamiento desde esa fecha y que cumplan con el resto de requisitos comentados. Sin embargo, para las plantas con actividad anterior a esta fecha la retribución sobre la inversión que reciben está en torno al 7,398% aproximadamente, el valor medio de Bono Español a 10 años se situaba en torno a un 4,398%, (www.tesoro.es), sumado a los 300 puntos básicos. Lo cual, resultaba una retribución sobre la inversión atractiva para el mediano/pequeño inversor. Este porcentaje de remuneración se revisa de manera general cada seis años, siendo su próxima revisión en el 2019. Aunque también puede ser susceptible de cambio en cada sub-periodo de 3 años.

La Retribución sobre la inversión inicial ha sido fundamental para la viabilidad financiera de explotar una planta fotovoltaica en Canarias, durante el periodo de 2008 a 2014, sobre todo del 2008 al 2012 donde el coste de la inversión inicial era de unos 700 mil euros de media, para plantas de 100kw.

La Retribución sobre la operación (Rop); es a través de la cual se remunera por hora producida. En 2014 se recibe 14,077 euros/Mw por cada Hora producida hasta un máximo de 1.648 horas, para una planta de 100 kW con autorización desde 2008 obtendrá como máximo 2.320 euros/año por este concepto en ese año. Esta remuneración, junto con la remuneración sobre precio de mercado del siguiente punto, ambas revisan según normativa estatal cada tres años, la próxima revisión será en 2020.

Por último, el sumando de **la retribución sobre energía producida (Re);** que se recibe sobre precio de mercado en el 2014 el precio que establecía el mercado de media era de 50 euros/Mw-hora, (www.omie.es). Para una planta de potencia 100 kw que produce de media 1.600 horas/año se paga una media 8.000 euros año por este concepto. El Estado establece un límite inferior y superior de precio de mercado, de modo que si el precio real llegara a estar fuera de esas bandas se realizan ajustes sobre las remuneraciones a la baja o al alza, según proceda.

El objetivo de estas primas/remuneraciones es que puedan cubrir los costes de explotación de la planta para así generar una rentabilidad económica positiva, que, sumado a la rentabilidad razonable sobre la inversión inicial, sea atractivo producir esta modalidad de energía para los inversores. De manera que generar esta modalidad de energía limpia pueda competir a igualdad de condiciones con el resto de modalidades, (Gobierno de España, 2014).

En este momento, para las nuevas instalaciones fotovoltaicas el Gobierno de Canarias define la potencia mínima que se debe producir y abre una subasta pública donde la empresa generadora que más barata ofrezca la energía a euros / MW - Hora es la que se adjudica dicha producción. Abonándoles en su caso, la diferencia de precio de mercado con el margen bruto que supone producir la energía, teniendo en cuenta sólo los gastos e ingresos de explotación en los que incurren los inversores/productores de la energía, eliminando la remuneración por el coste de la inversión inicial realizada y por volumen de producción, dado que en la actualidad el coste de la Inversión inicial, tal y como se ha dicho anteriormente, se ha reducido de manera notable debido al avance tecnológico, (Ingeniería, 2017).

2.2 Expectativas

Desde el 2011 hay un estancamiento en la implementación de nuevas plantas fotovoltaicas que vierten su energía a la red eléctrica general en Canarias, dada la alta incertidumbre frente a los diversos cambios de normativas sufridos desde esa fecha y que repercuten en la forma de remunerar a los inversores. Sumado a una incertidumbre sobre si habrá algún nuevo gravamen fiscal que merme el beneficio. Tal es así, que desde el 2012 no se han dado autorizaciones para nuevas plantas fotovoltaicas en Canarias que tengan como objetivo primordial vender su producción a la red eléctrica central, (Endesa, 2017).

Las nuevas instalaciones de energía fotovoltaica en Canarias están orientadas al autoconsumo, sobre todo en el sector hotelero, sanitario y de servicios públicos como iluminación de carreteras o de universidades. En estos casos, la rentabilidad viene determinada por el ahorro que les supone no tener que comprar la energía a la red. La energía solar fotovoltaica que generan les autoabastece para diversos

finés, como son el calentamiento de agua, aire acondicionado, servicios de lavandería y luz eléctrica, (Proarf Ingenieros 2019, 2017).

Con la normativa señalada, para las plantas fotovoltaicas en funcionamiento antes del 2014 será rentable mantenerla para el inversor siempre que su coste financiero esté por debajo del valor medio Bono Español a 10 años, que se toma como referencia para la retribución sobre la inversión y su coste de explotación sea lo más competitivo posible, debe ser inferior a la tarifa que se paga de mercado. Es importante destacar, que además de estas dos cuestiones, las plantas en funcionamiento con anterioridad al 2015 seguirán siendo rentable su explotación para los inversores cuyo coste financiero sobre la inversión sea nulo o inferior a la suma de las rentabilidades mínimas establecidas en este momento.

En resumen, en la actualidad para los inversores 2008-2015 que ya habían amortizado la financiación inicial o invirtieron fondos propios, o para los nuevos inversores que invierten en este momento teniendo en cuenta las actuales condiciones de mercado y el abaratamiento de inversión/desembolso inicial, sigue siendo rentable explotar esta modalidad de energía limpia.

Para las nuevas instalaciones se añade la obligatoriedad de pasar por varios filtros para obtener las licencias y aprobaciones oportunas de los organismos competentes de la administración Regional de las Islas y Estatal, como se refleja en el Anexo 3, en el que se detalla los pasos necesarios para conectar sistema fotovoltaico a la red eléctrica en Canarias. Además, deben negociar contrato o acuerdo comercial con alguna distribuidora de electricidad en Canarias. Actualmente estos acuerdos en su mayoría son con Endesa, que abarca casi el total de la demanda doméstica y de las empresas en las Islas, (Endesa, 2017).

Desde una perspectiva global, según artículo que publica José A. Roca en el periódico de la energía; “el auge de la energía solar fotovoltaica ha sido uno de los acontecimientos más decisivos en la industria de la energía en los últimos cinco años, y está ayudando a redefinir el futuro de la generación de energía en todo el mundo. Dado que los costes, tanto de inversión inicial como de producción y explotación se han reducido entre un 70% y un 80% durante este tiempo, y siguen cayendo. Según algunos informes, la tecnología fotovoltaica alcanzará la paridad de red en el 80% del mundo, en los próximos 15 años”, (Roca, 2015).

Para llegar a estos términos en Canarias, debería darse mayor facilidad a la apertura e instalación de nuevas instalaciones, sin tener que pasar ciertos filtros como acordar la tarifa a través de contrato con una distribuidora eléctrica o esperar autorizaciones de varias administraciones regionales, algo que suele demorar la entrada de nuevos competidores en el mercado regional de las Islas.

(Proarf Ingenieros 2019, 2017)

3. Estrategia de Negocio

Los elementos o criterios a considerar en el desarrollo de este modelo de negocio o actividad los detallaremos a continuación y se muestran gráficamente en la figura 3.1

Figura. 3.1. Elementos correspondientes a un modelo de negocio de compra y explotación de planta fotovoltaica anteriores al año 2014.



Fuente: Propia.

Como punto central partimos de una rentabilidad económica y financiera, la cual se determina por los elementos que la rodean. Según las preferencias e intereses del inversor, decidirá realizar la inversión teniendo en cuenta diferentes criterios. Por ejemplo, un inversor que prefiere terminar de amortizar antes la inversión inicial porque tuviera en mente realizar otra inversión a la par, se fijaría más en obtener un pay-back reducido que en una TIR elevada. O un inversor conservador, que no quiere asumir elevado riesgo, se fijaría más en el elemento de tasa de

rendimiento del estado y desembolso inicial que le pueda suponer entrar en este proyecto. (fotovoltaicas, 2017)

3.1 Fortalezas /Debilidades

En todo proyecto de inversión resulta interesante tener en cuenta las fortalezas y debilidades, así como las amenazas y oportunidades, que se tienen por el tipo de actividad/proyecto a desarrollar. Cuanto mejor se conozcan cada una de ellas, más se podrán potenciar los puntos fuertes, así como intentar que las debilidades no supongan una dificultad notable para el desarrollo positivo y rentable del negocio.

En la figura 3.1. se refleja lo que en economía se conoce como análisis DAFO:

Figura. 3.1. Análisis DAFO

	POSITIVO	NEGATIVO
ANALISIS INTERNO	FORTALEZAS	DEBILIDADES
ANALISIS EXTERNO	OPORTUNIDADES	AMENAZAS

Fuente: www.analisisauditoriainterna.es

En este proyecto se podrían incluir como análisis de la parte interna, las características profesionales del inversor, así como el grado de conocimientos acerca de normativa legal, régimen fiscal, o sobre técnicas de mantenimiento y funcionamiento de las instalaciones. También las características de la planta, tipo de instalación, si la calidad y tecnología son las adecuadas, si son eficientes en el funcionamiento y producción. La zona geográfica donde estén situadas también puede ser un factor que podría determinar una fortaleza o debilidad interna del negocio.

En el ámbito externo, claramente, aparecen los aspectos relacionados con el entorno del sector y de la empresa que pueden afectar de manera directa o indirecta al desarrollo de la actividad y su capacidad para generar beneficios, como pueden ser; marco legal, que condiciona en este caso de manera directa a la forma de retribuir una planta fotovoltaica, así como el número de horas mínimas a producir. También pueden aparecer nuevas tecnologías o nuevos competidores que sean capaces de generar la electricidad de manera más rentable. O que las compañías distribuidoras de peso, como Endesa, tomen mayor partido en la forma de volcar la electricidad en la red general y esto suponga algún tipo de traba para la empresa generadora.

3.2 Aspectos cualitativos y cuantitativos de los inversores

Las características de la inversión hacen que sea necesario un tipo de inversor con cualidades y conocimientos especiales, lo que podemos señalar como inversor ideal. Esto nos lleva a analizar las características cualitativas y cuantitativas que debería tener el inversor para ser capaz de obtener la máxima rentabilidad en este tipo de proyectos, sin asumir elevado riesgo.

De este modo las características cualitativas ideales serían: formación profesional adecuada para manejar los trámites burocráticos que conlleva este tipo de inversión/proyecto, entender las leyes de remuneración sobre esta actividad y sus variaciones continuas, aspectos fiscales, políticos y otros datos micro y macro económicos que permitan al inversor anticiparse a las posibles variaciones en la forma de remunerar la explotación de la energía. Ser expertos en materia de tecnología fotovoltaica, de modo que sepan la calidad necesaria y más eficiente que pueden tener para generar la energía en cada momento, así como su adecuado mantenimiento. Por esto, es común que las empresas que explotan estas plantas estén formadas por economistas, asesores fiscales, ingenieros, arquitectos. En muchas ocasiones estos profesionales crearon sociedades que ellos representaban a otros terceros inversores sin los conocimientos oportunos.

Ya que para llevar a cabo este proyecto de manera rentable no sólo es necesario el conocimiento si no también disponer de los fondos propios necesarios para ello. Si

nos situamos en la fecha de 2014, con unos 175 o 200 mil euros, podría llevarse a cabo operación de compra y explotación de una planta fotovoltaica de potencia 100kw de manera rentable. Sin embargo, si nos situamos en el 2008 ese importa se elevaba a unos 400 mil euros, si hablamos de tener el 50% de la inversión inicial con fondos propios y el resto pudiéndose financiar con fondos ajenos.

3.1 Riesgos /Provisiones

Al hilo de todo lo comentado, es conveniente tener presente en esta modalidad de inversión los riesgos que se pueden sufrir y que afecten de manera notable al proyecto como son:

- Variaciones en los ingresos percibidos debido a las posibles variaciones de la normativa a la que están sujetos.
- Se invierte y explota tecnología “punta” la cual puede avanzar más rápido de lo previsto y que nuestra instalación puede quedar obsoleta y arcaica antes del periodo esperado.
- Aparición de nuevos impuestos que supongan una penalización del beneficio neto obtenido.
- Niveles de financiación acorde a tipos de interés de mercado. Si los tipos en el mercado empiezan a subir y nuestra financiación se encarece frente al tipo de remuneración que recibimos por la inversión podría surgir un desfase negativo en el beneficio, incluso pudiendo llegar a tener pérdidas si el coste financiero empieza a ser mayor que la remuneración recibida. Esto ocurrió para los que financiaron casi el 100% de la inversión inicial con fondos propios y niveles de pay-back de 15 años, pensando que las remuneraciones del Estado se mantendrían siempre al nivel inicial.

Siendo conscientes de estos aspectos, siempre debería destinarse cierta parte del beneficio anual a provisión y reservas, ante las posibles situaciones de riesgo enumeradas. Podría ser conveniente separar de un 5 a un 10% del beneficio generado cada año, evitando posibles futuras pérdidas y haciendo sostenible y rentable el proyecto durante la vida útil de la instalación de 25 a 30 años.

4. Análisis de la Inversión en una planta fotovoltaica

En este apartado pasaremos a detallar la planificación económica y financiera, desde el punto de vista del inversor, para analizar y decidir si es rentable la compra de una planta fotovoltaica con potencia de 100kw/hora en Canarias para el año 2014, con el fin de vender el 100% de la energía a la compañía Eléctrica Endesa SA.

4.1 Rentabilidad económica para el Inversor

Comencemos a detallar la viabilidad económica de la inversión, entendiendo por rentabilidad económica (RE); “la tasa de rendimiento de los activos independientemente de la forma en que la empresa los haya financiado, y por tanto del coste de dicha financiación.” (Archel Domench & Lizarraga Dallo, 2008).

De modo que para su cálculo consideramos los gastos de explotación necesarios para el desarrollo de la actividad como: gastos de mantenimiento de las instalaciones, alquiler de terreno, impuestos, primas de seguro, amortización de la maquinaria; paneles e inversores, y los ingresos de explotación: venta de energía al mercado. Para saber si independientemente de los costes financieros de la financiación o de los recursos ajenos que utilicen para dicha inversión y al margen de las remuneraciones pactadas con el estado, la actividad podría mantener un margen positivo, generando beneficio económico por el desarrollo de la actividad principal, producción y venta de la energía solar fotovoltaica, (Jose Ignacio, 2010).

Resumen de la propuesta económica del negocio:

Actividad/Negocio que se plantea; Compra y Explotación de una Planta Fotovoltaica en el año 2014, en funcionamiento desde el 2008.

Nombre de la Sociedad; “Solar Energy las Palmas 2014, SL” creada en junio de 2014

Capital social de 3.000 euros, es el mínimo capital social que exige la ley para conformar una sociedad limitada.

Constituida por 4 socios al 25% participación cada uno. Con los siguientes perfiles profesionales: un asesor fiscal desde 1995, un abogado socio de un buffet desde 1998, un ingeniero industrial, fundador de una empresa instaladora de paneles

solares en Las Palmas desde el 2008 y un economista socio de una empresa de mantenimiento e instalaciones eléctricas desde 2005.

Características de la planta: potencia de 100kw/hora = 0,1MW/Hora. Formada por 400 paneles/módulos solares de 250wattios cada uno.

Localización = Arinaga, municipio de Aguimes. Provincia de Las Palmas, Gran Canaria.

Valor de Compra en 2014 es de 350.000€, pueden ser aportados con fondos propios de los socios o parte con financiación ajena solicitada a entidades financieras. La inversión/coste inicial de la misma en 2008 fue de 700.000€.

Detallamos los gastos e ingresos de explotación; definidos estos como todos los gastos e ingresos relacionados directamente con el desarrollo de la actividad principal de la empresa, en este caso, son los gastos e ingresos adheridos a la generación de energía solar, (González Pascual).

Estos costes de explotación vienen determinados por los siguientes contratos firmados para el desarrollo de la actividad.

Garantía del fabricante: 100% de potencia de producción durante 25 años (hasta 2033) y 80% hasta los 30 años, esto es 2039. La planta lleva 5 años de correcto funcionamiento, acorde al volumen de producción esperado, 1.630 horas / año de producción.

Detallamos en la siguiente tabla resumen las cuotas para el resto de contratos:

Tabla 4.1.1 Condiciones de contratos firmados para la puesta en marcha de la planta fotovoltaica;

Tipo de contrato	Cuota euros/MES	Cuota euros/ AÑO
Arrendamiento terreno	1.500	18.000
Mantenimiento técnico	250	3.000
Seguros	550	6.600
TOTAL	2.300	27.600

Fuente: Propia, información extraída del Anexo 1.

En otra unidad de medida otros costes de explotación variables según beneficios a tener en cuenta:

Tabla 4.1.2. Impuestos que pueden gravar la actividad;

Impuestos	% Sobre Beneficios
7%	Ley 15/2012
12,5%	Impuesto sobre actividades económicas

Fuente: Propia, información extraída del Anexo 5.

El contrato de arrendamiento es por una superficie/terreno aislado de 1.075m² firmado por 35 años desde 2008 con cuota mensual 1.500 euros.

El contrato de Mantenimiento: Formalizado en 2008 por 35 años, con una retribución fija de 400 euros/mes. Ahora se plantea cambiarlo con la sociedad de uno de los socios, el cual rebajaría esta cuota a 250 euros/mes.

El contrato de seguro de robo y daños vandálicos prima anual de 550 euros.

Impuestos y Tasas; consideramos el 7% sobre Ingresos Recibidos de la Electricidad producida y vendida, según Ley 15/2012, llamada ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética mediante la cual se establecen unas medidas para gravar a la generación fotovoltaica con un impuesto del 7%. Aunque no ha llegado aplicarse de manera literal, si es tenido en cuenta este tipo impositivo en los proyectos de viabilidad/rentabilidad de los proyectos de inversión.

Existe otro impuesto sobre actividad económica que va en función del beneficio generado por el desarrollo de la actividad del 12,5%, sobre beneficio neto anual, pero como en este caso el beneficio se genera por la subvención / prima del gobierno, no consideramos este impuesto para el cálculo del resultado de explotación, pero si lo tendremos en cuenta para el cálculo de la rentabilidad total; una vez sumada las remuneraciones del Estado y siempre que se haya obtenido un beneficio neto en el año anterior.

Referido a la parte de ingresos de explotación, se firma contrato con Endesa para la distribución de Energía en la Red por 30 años. Lo cual supone unos ingresos por la venta de la energía a precio de mercado (OMIE) estimado en 50 céntimos /kwh, (50 euros/MWh). Como precio medio de mercado en el periodo que se analiza esta Inversión, 2014. A la fecha de hoy, 2017, la media aritmética que se publica en el mercado ronda los 54,21 céntimos/kwh (54,21 euros/MWh), (www.omie.es).

A continuación, se analiza la rentabilidad que se obtendría sólo por vender energía al operador de mercado ibérico español OMIE sin recibir la remuneración estatal específica correspondiente.

En la siguiente tabla se refleja el cálculo de la rentabilidad económica en el caso señalado anteriormente.

Tabla 4.1.3 Rentabilidad de una planta fotovoltaica en la hipótesis de no recibir subvención del Estado

RENTABILIDAD ACTIVIDAD DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA FECHA / JULIO 2014							
LOCALIDAD	HIPOTESIS NO SE RECIBE AYUDA DEL ESTADO						
Nº PLANTA							
POTENCIA NOMINAL (Kw/hora)							
POTENCIA PICO (Kwp/hora)							
HORAS DE SOL							
PRECIO DE INSTALACION FOTOVOLTAICA							
INVERSION TOTAL ESTIMADA (EUROS)							
TOTAL PERIODO							
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Potencia nominal instalada 100kw = 0,1MW	100 €	100 €	100 €	100 €	100 €	100 €	100 €
HORAS Netas funcionamiento= horas	772	1.630	1.629	1.628	1.628	1.627	1.626
Ingresos venta energía al Mercado / Pool*	4.000 €	8.000 €	8.000 €	8.000 €	8.000 €	8.000 €	8.000 €
Total Ingresos	4.100 €	8.100 €	8.100 €	8.100 €	8.100 €	8.100 €	8.100 €
Seguro	-3.300 €	-6.600 €	-6.600 €	-6.600 €	-6.600 €	-6.600 €	-6.600 €
Gastos Mantenimiento	-2.400 €	-3.000 €	-3.000 €	-3.000 €	-3.000 €	-3.000 €	-3.000 €
Arrendamiento	-9.000 €	-18.000 €	-18.000 €	-18.000 €	-18.000 €	-18.000 €	-18.000 €
Impuesto Electricidad	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Total Costes Operativos Explotación	-14.700 €	-27.600 €	-27.600 €	-27.600 €	-27.600 €	-27.600 €	-27.600 €
Resultado de Explotación	-10.700 €	-19.600 €	-19.600 €	-19.600 €	-19.600 €	-19.600 €	-19.600 €
Amortización 10% cada año desde VNC	18.000 €	35.000 €	35.000 €	35.000 €	35.000 €	35.000 €	35.000 €

Fuente: Propia, información extraída del Anexo 1.

La primera columna del periodo 2014 abarca 6 meses, dado que la planta se adquiere en Julio por lo que se toman valores proporcionales de los ingresos y gastos a la mitad de un año.

La primera columna del periodo 2014 abarca 6 meses, dado que la planta se adquiere en Julio por lo que se toman valores proporcionales de los ingresos y gastos a la mitad de un año.

La normativa actual señala revisiones retributivas cada 6 años con subperiodos 3 años. Por tanto, el año 2019 puede ser susceptible de cambio total en la remuneración sobre la inversión, sobre la operación y ajustes sobre los límites establecidos como mínimos y máximos de precios/tarifa de mercado, si los hubiera.

Tomamos para la amortización de los paneles el coeficiente lineal máximo del 10% que es el que se establece en las tablas de la agencia tributaria para instalaciones de la vida útil de 20 años, (www.agenciatributaria.es, s.f.). Y como base imponible el precio de compra de los paneles fotovoltaicos 350.000 euros.

La valoración de los activos de la sociedad creada a efectos de calcular su ratio de rentabilidad económica es de 350.000 euros, el precio de compra de la planta que es el valor de mercado en Julio 2014. No contamos valor de terreno dado que es arrendado no en propiedad.

Para la rentabilidad económica utilizamos el ratio definido por la siguiente fórmula:

Rentabilidad económica funcional

$$REf = \frac{Rf}{AF}$$

Rf: Resultado funcional o de explotación

AF: Activo funcional o de la explotación

Fuente: (Félix Blázquez y Carolina Bona).

Donde se compara el resultado de explotación o funcional con los activos, en este caso las instalaciones necesarias para el desarrollo de la actividad principal de la empresa. Sin tener en cuenta los gastos financieros, que analizaremos en el siguiente apartado de rentabilidad financiera. En este primer análisis de rentabilidad no aplicamos el impuesto sobre beneficios dado que no se obtiene beneficios en ningún año.

Como se puede observar en el la tabla 4.1.3, no sería rentable para el inversor comprar esta planta en el momento señalado. Dado que los ingresos por la venta de energía a la red eléctrica a precio medio de mercado es de 8.000 euros/año, los cuales no son suficientes para cubrir los costes operativos de explotación 28.000 euros/año. En consecuencia, se obtendría un resultado de explotación negativo de -20.000, sin añadir la cuota amortización de la instalación. Con beneficio neto antes de impuestos negativo y rentabilidad económica negativa durante todos los años de la inversión. Se observa que la inversión y actividad de explotación de la planta no sería rentable, ni viable económicamente, para el inversor. De este modo, se comprueba que sin recibir las actuales primas adicionales del Gobierno sería inviable desde un punto de vista económico llevar a cabo este proyecto de inversión. Sin las remuneraciones específicas del Estado, esta modalidad de energía, no se hubiera podido desarrollar desde el 2008 hasta la fecha. Ha sido necesaria la intervención del Gobierno para que esta modalidad de energía limpia pudiera competir en iguales condiciones de explotación que otro tipo de tecnologías obteniendo una rentabilidad razonable según cada caso aplicable.

4.2 Rentabilidad financiera para el Inversor

Definimos la Rentabilidad financiera (RF) como “Tasa de rendimiento de las inversiones realizadas por los propietarios en calidad de aportantes de financiación al patrimonio empresarial” y como la “forma de medir la eficiencia de la política de financiación de la empresa”, (Jose Ignacio, 2010).

Para el cálculo de esta rentabilidad utilizamos la Tasa Interna de Rendimiento (TIR), siendo el resultado de la misma el valor que igual los valores actualizados de todos los ingresos anuales futuros con los importes actualizados del total de costes. Si la TIR es superior al coste de oportunidad. Considerando éste, como coste de capital más prima de riesgo del país, la operación de financiación planteada para este proyecto de inversión será rentable para el inversor. Basándonos en la siguiente fórmula;

$$I_0 = \frac{FC_1}{(1+tir)^1} + \frac{FC_2}{(1+tir)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+tir)^n}$$

I_0 = Inversión Inicial que se desembolsa en efectivo para llevar a cabo el proyecto.

FC = Flujo de caja de cada año. Liquidez que queda tras hacer frente a todos los gastos necesarios. (Solano, 2000).

Para el análisis de la parte financiera se consideran como ingresos el total de remuneración que se percibe por el gobierno, retribución a la inversión más retribución a la operación más la recibida por la venta en el mercado eléctrico.

Se toma como fijo el valor real de la remuneración con la tasa de rentabilidad razonable 7,389% establecida por el Estado hasta próxima revisión en el año 2019. Las primas que se remuneran por parte del estado vienen detalladas en el cuadro adjunto del Anexo 5. Expresadas en €/MW sobre potencia en el caso de la remuneración a la inversión para el periodo 2014-2016 se establecen 576.047€/MW = 576,047€/Kw, y para la remuneración de la operación 14,077 €/MW/hora, según la instalación tipo IT-00030 que es la que procede para una instalación de potencia 100kw con autorización en 2008, según normativa 413/2014.

Así como las horas máximas a remunerar para este mismo periodo de 2014-2016 se establecen en 1.648 horas/año, con un mínimo de 989 horas, además establece % mínimos por sub-periodos de 3 meses al año como se observa en la tabla 4.2.1 (adjunta en Excel libro 5-Rentabilidad según normativa).

Tabla 4.2.1. Parámetros retributivos establecidos para el periodo 2014-2016

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste C_{LA}	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación R_o (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de R_o (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo N_h (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento U_f (*) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a N_h y U_f anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
								3 meses	6 meses	9 meses
IT-00030	30	1,0000	576.047	14,077	1.648	989	577	10%	20%	30%

Fuente: Normativa - Ley 413/2014, BOE.

También según el tipo de instalación el Estado define costes de explotación estimados según IT-00030, (ver Anexo 5), que deben ser cubiertos con las remuneraciones específicas señaladas, donde se marca la inversión inicial estándar como $7.065.614 \text{ €/MW} = 7.065 \text{ €/Kw}$ con vida regulatoria de 30 años.

Para el cálculo final de la rentabilidad financiera de la operación, a los ingresos totales señalados le restamos los gastos de explotación reales de la empresa, incluyendo los gastos financieros, si se decide financiar con recursos ajenos parte de la inversión inicial.

En el cálculo de las cuotas de préstamos he utilizado el sistema francés de amortización, es el más común en la banca española. Donde la cuota mensual a pagar es siempre constante y está destinada al pago de los intereses devengados en cada periodo y a la cuota de devolución del principal correspondiente. Se considera un tipo de interés nominal anual de 3,5% fijo para todo el periodo financiado de 10 años, porque es el periodo aproximado de la amortización total de la instalación.

A continuación, planteamos distintas alternativas de financiación para realizar la inversión, con el ánimo de calcular cuál de ellas es más rentable para el inversor desde un punto de vista financiero. El precio de adquisición de la planta es en todos los casos 350.000 euros. En la tabla 4.2.2 se recogen las tres situaciones: Desembolso del 100% de la inversión con fondos propios, financiación del 50% de la inversión inicial con fondos ajenos y financiación del 70% de la inversión con fondos ajenos.

Tabla 4.2.2. Propuestas de financiación - análisis rentabilidad financiera

PRECIO DE COMPRA 2014 = 350.000 EUROS					
% Fondos Propios (socios)	% Financiación Externa (entidad financiera) al 3,5%	Inversión Fondos Ajenos	Liquidez	TIR	PAYBACK
350.000	0%	0	925.300	8,70%	9,6
175.000	50%	175.000	717.610	11%	10,7
105.000	70%	245.000	634.575	13%	10,9

Fuente: Propia, resultados extraídos de análisis Anexos 2, 3 y 4.

En la columna de Inversión se reflejan los fondos propios que desembolsan los socios inversores en calidad de préstamo a la sociedad. La columna de liquidez es el efectivo que se genera durante la inversión tras recibir ingresos totales de explotación con remuneración del gobierno y hacer frente a todos los gastos de explotación y gastos financieros, en los tres casos se obtienen beneficios notables, siendo destacable la tercera opción, donde al financiar el 70% de la inversión inicial, se genera una liquidez de 634.575; 6 veces el desembolso realizado por los socios de 105.000 euros. En la siguiente columna se muestran las TIR; tasa de rendimiento interno, que nos determina la rentabilidad del proyecto, en los tres casos se obtiene una $TIR > k$; siendo k el coste de capital, se suele tomar como referencia para determinar el coste de capital (k) el Euribor 12 meses (0,48% en 2014) + tipo de interés nominal de la financiación (3,5%) + IPC (En 2014 estaba en -0,4%), total un 3,58%. Se concluiría, por tanto, que este proyecto de inversión tiene una óptima rentabilidad tanto si se financia como si no. Sin embargo, a medida que se financia mayor porcentaje con fondos ajenos se obtienen mejores TIR, llegando a obtener una TIR del 13% cuando se financia un 70% de la inversión inicial, dado que se genera el mismo beneficio neto usando menos recursos propios. Esto, sumado a un entorno de tipos de interés bajos hace que el fin no sea obtener mayor liquidez, ya que en el mercado no iba a remunerarlos en esos niveles del 9 al

13%. Así los inversores deciden entrar en este tipo de proyectos pensando que cuanto más importe financie más rentable será la operación.

En la última columna se muestra el plazo en años de recuperación de la inversión inicial, como es lógico a menos fondos propios se aportan en el proyecto mayor plazo se tarda en recuperar la inversión, por lo que suponen devolver la deuda con interés del capital que se financia con fondos externos. Siendo las diferencias no muy notables, en el caso de que no se financie nada con fondos ajenos los inversores recuperan su inversión a los 9 años y 6 meses, en el caso de que financien el 50% recuperan su inversión a los 10 años y 7 meses, y en el caso de que financiaran el 70% de la inversión con fondos ajenos tardan en recuperar su inversión inicial en 10 años y 9 meses.

La conclusión genérica es que a mayor financiación mayor rendimiento financiero dará este proyecto. Sin embargo, si en el 2014 se es consciente de que las remuneraciones específicas de Estado pueden variar sus remuneraciones en su totalidad cada 6 años, con ajustes en subperiodos de cada 3 años, se optaría por la opción más conservadora, financiar como máximo el 50% con bancos. De este modo, al tener menor carga financiera, si revisan a la baja las remuneraciones de gobiernos no afectarán de manera notable al beneficio neto para el inversor. De todos modos, al igual que en el análisis anterior de rentabilidad económica concluimos también que sin la ayuda del Estado, sin las remuneraciones específicas sobre la generación e inversión no sería rentable de ningún modo la explotación de esta planta.

5. Conclusiones

Con todo lo visto y analizado en este proyecto acerca de la implementación y explotación de energía fotovoltaica que vuelva el 100% de su producción a la red general eléctrica de Canarias se puede concluir que no ha sido fácil su inserción en el mercado canario. Siendo necesaria la intervención del Estado remunerando a los inversores para que la inversión en la generación de esta energía a través de paneles fotovoltaicos pudiera ser viable y rentable. A pesar de disponer en Canarias de las condiciones naturales óptimas para ello, horas de sol/año, las instalaciones necesarias para la conversión en energía eléctrica tenían un elevado coste en el

periodo que llega a nuestras islas, finales de los años 90. Aun así, España y las Islas Canarias tenían que sumarse al aumento de producción y generación de energías limpias con el fin de poder contribuir al decrecimiento de emisiones contaminantes para el medio ambiente y cumplir con las exigencias de la Unión Europea. Con el ánimo de impulsar el desarrollo de energía fotovoltaica se han aprobado diferentes leyes todas ellas destinadas a proteger e impulsar este tipo de explotaciones. En el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, se definen parámetros retributivos específicos para los inversores. Estos multiplicaban los beneficios que recibirían por sólo vender la energía producida a precio de mercado, lo que hizo que aparecieran cientos de plantas fotovoltaicas en las Islas Canarias, siendo Tenerife la que mayor potencia instalada tiene de las siete Islas. Esta situación favoreció a muchos inversores capitalistas que con el único fin de obtener altas rentabilidades “aseguradas”, en el 2008 llegaron a alcanzar un 20%, decidieron entrar en este tipo de proyectos alcanzando unas tasas de rentabilidad entre el 8% y el 13% en el 2014. En el año 2010 el Estado anunció un déficit tarifario porque no era capaz de recuperar las altas remuneraciones y subvenciones que había estado destinando al apoyo y producción en esta modalidad de energía renovable, esta situación la solventan con la titulización de dicho déficit, algo que no afecta al inversor, sino al consumidor final. En el año 2013 llega otro nuevo cambio de normativa relevante en la forma de remunerar a los productores de esta modalidad de energía, la cual se aplica de manera progresiva porque se respetan mayores retribuciones a los que operan desde el 2008, y se aplica de manera inmediata para las nuevas plantas a partir de 2013 y 2014. Esto ocurre, porque el avance tecnológico conlleva una fuerte reducción en los costes de la inversión inicial, dando la opción de poder producir a menores costes. Así, el gobierno de manera paulatina va recortando las remuneraciones, algo que alerta a los productores y paraliza la entrada en el mercado a nuevos inversores, por la incertidumbre en las futuras remuneraciones. Además, se perjudica a los inversionistas que habían financiado gran parte de su inversión inicial con capital ajeno a largo plazo con tipos de interés que suponen un importante coste financiero, difícilmente recuperable si las remuneraciones siguen decreciendo.

Como se observaba en el análisis aportado en este trabajo, lo más prudente y conveniente para entrar en este mercado como productor de energía fotovoltaica

para vender en la red general eléctrica de las Islas Canarias es aportando fondos propios desde un inicio como mínimo del 50%. Como hemos comprobado en este trabajo, a pesar que la rentabilidad financiera del proyecto de compra y explotación de planta fotovoltaica sea mayor a mayor financiación, lo cierto es que no es condición suficiente para decidir como vía más rentable financiar con recursos ajenos más de lo que se aporte en fondos propios. Como se ha observado las variaciones en la rentabilidad futura siguen siendo latentes, porque se ven afectadas por múltiples factores sensibles a variaciones, como los tipos de interés del mercado, la prima de riesgo, las variaciones en los presupuestos del Estado o el avance tecnológico en la forma de producir este tipo de energía.

Reseñar tras el análisis económico financiero que he realizado en este proyecto que sin las primas económicas del gobierno esta modalidad de energía no podría haberse generado en los años pasados analizados, dado que generaba pérdidas para los inversores.

En cambio, con las retribuciones del gobierno y financiando con fondos ajenos parte de la inversión la explotación de la energía fotovoltaica se convierte en una oportunidad con una rentabilidad atractiva para los inversores. Motivo por el que España y las Islas Canarias empiezan a generar esta modalidad de energía.

Siendo ahora la tarea principal para los inversores con plantas que están en funcionamiento, mantener la mayor rentabilidad posible, dada la expectativa inicial de obtener una TIR del 13% durante toda la vida útil de la planta, (25 a 30 años). Prever como podrán ser los nuevos parámetros retributivos tras las revisiones de normativa y como podrán variar los tipos de mercado se convierten en un aspecto fundamental a tener en cuenta para rentabilizar la planta. Otros aspectos claves para mantener una planta fotovoltaica de manera rentable son:

- Capacidad de producir las horas máximas posibles con costes de explotación inferiores a los ingresos de precio de mercado de la energía, así se reduce la dependencia absoluta de las remuneraciones extras del Estado.
- Nivel de endeudamiento/apalancamiento adecuado, que no haya costes financieros que no puedan ser absorbidos por el beneficio que genera la venta de la energía en el futuro próximo.

- Garantía de cobro; asegurar los cobros en tiempo y forma a través de contrato comercial con una distribuidora/ comercializador de confianza.

Todos los puntos señalados ayudan a que la empresa generadora de la energía pueda mantener su beneficio ante los posibles cambios desfavorables de la normativa estatal en la producción de este tipo de energía.

Actualmente, sigue habiendo inversores que deciden comprar plantas ya en funcionamiento, pero no para volcar electricidad en la red general sino para autoconsumo, el beneficio viene por el ahorro de costes, sobre todo en el sector servicios para Canarias.

6. Bibliografía

- (s.f.).
Anuario Energético de Canarias, 2. (Mayo de 2016). (C. d. Gobierno de Canarias, Ed.)
Recuperado el Abril de 2017
- Archel Domench, P., & Lizarraga Dallo, F. y. (2008). *Estados Contables. Elaboración, análisis e interpretación.* (Segunda Edición ed.). Madrid : Pirámide.
- asesordecabilidad.blogspot.com.* (s.f.).
- asociacion empresarial eolica, A. (2011). *aeolica.org.* Recuperado el 2017, de <https://www.aeolica.org/es/map/canarias/>.
- BOC, G. d. (10 de Noviembre de 2009). Normativas y Leyes al referidas a la retribución para el desarrollo de energía fotovoltaicas en Canarias. Las Palmas, Las Palmas de GC, Gran Canaria.
- BOE. (27 de Mayo de 2002). *www.boe.es.*
- BOE. (15 de Febrero de 2008). *www.boe.es.*
- BOE. (10 de Noviembre de 2009). *www.boe.es.*
- BOE. (24 de Diciembre de 2010). *www.boe.es.* (G. d. España, Ed.)
- BOE. (24 de Diciembre de 2010). *www.boe.es.*
- BOE. (9 de Abril de 2010). *www.boe.es.*
- BOE. (30 de Marzo de 2012). *www.boe.es.*
- BOE. (12 de Julio de 2013). *www.boe.es.*
- BOE. (5 de Agosto de 2014). *www.boe.es.*
- BOE. (6 de Junio de 2014). *www.boe.es.*
- BOE. (23 de Agosto de 2014). *www.boe.es.*
- BOE. (28 de Septiembre de 2015). *www.boe.es.*
- BOE, G. d. (23 de Diciembre de 1998). *www.boe.es.*
- Canarias, M. D. (1994). *mdc.ulpgc.es.* Recuperado el 2017, de las energias renovables en las Islas Canarias.
- Cano, R. (27 de Enero de 2014). *robercano4.blogspot.com.es.*
- Consejeria de Economía, I. y. (s.f.). *www.gobiernodecanarias.rog.*
- Endesa canarias, R. R. (Febrero de 2017). Endesa Canarias. Las Palmas de GC, Islas Canarias.
- Endesa, P. I. (Marzo de 2017). Entrevistas Endesa y empresa de ingenieria instalacion de panles fotovoltaicos. Presencial. Las Palmas.
- Félix Blázquez y Carolina Bona, 2. (s.f.).
- Fernando. (03 de Noviembre de 2015). *erenovable.com.* (Fernando, Editor) Recuperado el Marzo de 2017
- fotovoltaicas, E. s. (Mayo de 2017). Las Palmas.
- Fresneda, C. (09 de Noviembre de 2016). *www.elmundo.es.* Recuperado el Febrero de 2017
- Gobierno de Canarias, C. d. (2017). *www.gobiernodecanarias.org.* (Gobierno de Canarias) Recuperado el Febrero de 2017, de <http://www.gobiernodecanarias.org/cicnt/temas/industriayenergia/energia/hidraulica/>
- Gobierno de Canarias, g. (2002). *GuiaFotovoltaicaGobCan.pdf.* Recuperado el Febrero de 2017, de www.gobiernodecanarias.org.
- Gobierno de España, M. d. (6 de Junio de 2014). *Real Decreto 413/2014.* BOE. Obtenido de www.boe.es.
- González Pascual, J. 2. (s.f.). *Análisis de la empresa a través de su información económico-financiera. Fundamentos teóricos y aplicaciones.* (2ª Edición ed.). Madrid, España: Pirámide.
- Hernandez Gonzalvez, C. (1994). (IDAE, Editor, D. d. (IDAE), Productor, & IDAE) Recuperado el Febrero de 2017, de mdc.ulpgc.es.

<http://www.aenor.es/aenor/normas/>. (s.f.).
 Ingeniería, P. (Marzo de 2017).
 Instituto Canario de Estadística, I. (Diciembre de 2016). istac@gobiernodecanarias.org.
 (ISTAC, Productor) Recuperado el Marzo de 2017
 Instituto Tecnológico de Canarias, I. (2008). (G. d. ITC (Instituto Tecnológico Canario), & S.
 E. Acores-Madeira-Canarias, Edits.) Recuperado el Abril de 2017
 Jose Ignacio, L. O. (2010). *Análisis Estados económico-financieros*. Madrid.
 Ley 21/1992, B. (s.f.).
 Morales, A. (16 de Octubre de 2015). www.eldiario.es.
 Morales, A. (17 de Septiembre de 2015). www.energias-renovables.com. Recuperado el
 Marzo de 2017, de [http://www.energias-renovables.com/geotermica/canarias-un-
 enorme-potencial-geotermico-por-aprovechar-20150917](http://www.energias-renovables.com/geotermica/canarias-un-enorme-potencial-geotermico-por-aprovechar-20150917)
 Ortega, D. (22 de Mayo de 2011). Recuperado el Febrero de 2017, de
<https://es.slideshare.net/DocCtm/energias-renovables-en-canarias>
 PLOCAN Consorcio. (30 de Noviembre de 2016). www.plocan.eu. Recuperado el Febrero de
 2017, de [http://www.plocan.eu/index.php/es/noticiasplocan/2016/245-diciembre/1627-
 plocan-instalada-es](http://www.plocan.eu/index.php/es/noticiasplocan/2016/245-diciembre/1627-plocan-instalada-es)
 Proarf Ingenieros 2019, S. (Abril de 2017). Las Palmas de GC, Las Palmas, España.
 Propietarios, P. I. (Marzo de 2017). Las Palmas de GC.
 Provincia, P. I. (26 de Mayo de 2006). news.soliclima.com. Recuperado el Febrero de 2017
 Roca, J. A. (25 de 05 de 2015). El gran boom de la energía fotovoltaica está por venir. *el
 periódico de la energía.com*.
 SIMAC, G. d. (2017). www.gobiernodecanarias.org/medioambiente/. Recuperado el 2017
 SL, G. d. (2017).
 Solano, M. M. (2000). *Casos prácticos de dirección financiera* . Madrid.
 TECNOLOGÍAS, V. D. (s.f.). *Aplicación para instalaciones de energías renovables*.
 GOBIERNO DE CANARIAS , CONSEJERIA DE INDUSTRIA, COMERCIO Y
 NUEVAS TECNOLOGÍAS .
 UNEF. (2017). www.unef.es. (Union Española Fotovoltaica)
[ww.boe.es](http://www.boe.es), 1. (s.f.).
www.agenciatributaria.es. (s.f.). <http://www.agenciatributaria.es/>.
www.omie.es. (s.f.). Recuperado el Marzo de 2017
www.tesoro.es. (s.f.). www.tesoro.es. (H. E. 2001-2016, Ed.) Recuperado el Marzo de 2017

7. Anexos

Anexo 1

RENTABILIDAD ACTIVIDAD DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE CONEXION A RED ELECTRICA FECHA / JULIO 2014

LOCALIDAD Arnaga, Municipio de Agüimes.

NºPLANTA 1

POTENCIA NOMINAL (Kw/hora) 100

POTENCIA PICO (Kwp/hora) 100

HORAS DE SOL 1.630

PRECIO DE INSTALACION FOTOVOLTAICA 350.000

INVERSION TOTAL ESTIMADA (EUROS) 350.000

TOTAL PERIODO 25 años y 6 meses

HIPOTESIS NO SE RECIBE AYUDA DEL ESTADO

DATOS EN MILES. Expresados en euros/Kw

Año	2014 (desde Julio) aquí cuentan 6 meses	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potencia nominal instalada 100kw= 0,1MW	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
HORAS Netas funcionamiento= horas SOL/año	772	1.630	1.629	1.628	1.628	1.627	1.626	1.625	1.624	1.623	1.623	1.622	1.621

Ingresos venta energia al/Mercado / Pool
(Potencia nominal*0,1 MW* precio mercado 50 céntimos ;pool* horas netas)/1000

	4	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Total Ingresos	4	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

SEGURO	550 euro/mes = 6.600 euros/año	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6
Gastos Mantenimiento	250 euros/mes = 3.000 euros/año	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3
Arrendamiento	1.500 euros/mes = 18.000 euros/año	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0
Impuesto Electricidad	7% sobre total Ingresos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Costes Operativos Explotación	Cexp.	-15	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28

Resultado de Explotación -11 -20 -20 -20 -20 -20 -20 -20 -20 -20 -20 -20 -20 -20

Amortización 10% cada año desde VNC	18	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
-------------------------------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Beneficio Neto (BN)

	-29	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Anexo 4

HIPOTESIS SE RECIBE REMUNERACION TOTAL DEL ESTADO

RENTABILIDAD ACTIVIDAD DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA		FINANCIACIÓN 0%		TIR		Proyecto NO Financiado					
LOCALIDAD	Instalación tipo :	Importe Financiar	Años	INVERSION	LIQUIDEZ	Nº DE VECES	PAYBACK				
Nº PLANTA	IT- 00030	0	10	350.000	925.300	2,6	9,6				
POTENCIA NOMINAL (kw/hora)	100	Tipo de interés anual nominal		Inversión Contado							
POTENCIA PICO (kwp/hora)	100	3,50%									
HORAS DE SOL (Mediar/Año)	1.630										
COMPRA INSTALACION FOTOVOLTAICA (EUROS)		Inversion Total		350.000							
Datos en unidades euros/año. PRODUCCION / INGRESOS / COSTES = Planos, no se tiene en cuenta IPC. NI reducción de horas cada año.											
Año	Produccion = 100 kw/hora (potencia) x N°Horas Sol pico	Prima total promedio (euro-kw/h)	Ingresos Remuneracion Estatal primer periodo regulado hasta 2020	Seguro	Gastos Mantenimiento	Arrendamiento	Impuesto Electricidad (dato promedio)	Gastos Financieros	Capital Amortizado	BENEFICIO	LIQUIDEZ
2014 (desde Julio) aqui cuentan 6 meses	81.500	0,42	34.000	3.300	2.400	9.000	4.000	0	0	15.300	15.300
2015	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2016	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2017	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2018	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2019	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2020	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2021	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2022	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2023	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2024	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2025	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2026	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2027	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2028	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2029	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2030	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2031	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2032	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2033	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2034	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2035	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2036	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2037	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2038	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
2039	163.000	0,42	68.000	6.600	3.000	18.000	4.000	0	0	36.400	36.400
TOTALES			1.234.000	161.700	77.400	459.000	104.000	0	0	925.300	925.300

IFCL - Inversión, para TIR

-350.000

15.300

36.400

36.400

36.400

36.400

36.400

Anexo 5

RENTABILIDAD ACTIVIDAD DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED ELÉCTRICA

LOCALIDAD: Arriaga, Municipio de Agüimes.

Nº PLANTA: 1

POTENCIA NOMINAL (kw/hora): 100

POTENCIA PICO (Kwp/hora): 100

HORAS DE SOL: 1.630

PRECIO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA: 350.000

INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA (EUROS): 350.000

TOTAL PERIODO: 25 años y 6 meses

FECHA / JULIO 2014

Expresiones Utilizadas

Reintegración a la inversión del Periodo j (2014) con año de autorización de explotación definitiva de la instalación a (2008) =

$R_{inv,j,a} = \text{Coeficiente de ajuste} \times \frac{VNA_{2017,2008}}{(1+TJ)^{a-1}} \times \frac{VNA_{2014,2008}}{(1+TJ)^{a-1}}$

Siendo:

Coeficiente de Ajuste = 1 en todos los años, por normativa/ley para una instalación IT100030. Véase tabla 2 de este libro excel. TJ = Tasa de Referencia según normativa = 7,398%. VU = Vida útil 30 años.

VNA_{j,a} = Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semi-periodo regulatorio "j" para la instalación con año de autorización de explotación "a", expresada en euros/MW = $[VNA_{j,1,a} * (1+TJ)^{a-1} - Ebitda_{j,1} * (1+TJ)^{a-1} - Ebitda_{j,2} * (1+TJ)^{a-2} - Ebitda_{j,3} * (1+TJ)^{a-3} - Ebitda_{j,4} * (1+TJ)^{a-4} - Ebitda_{j,5} * (1+TJ)^{a-5} - Ebitda_{j,6} * (1+TJ)^{a-6} - Ebitda_{j,7} * (1+TJ)^{a-7} - Ebitda_{j,8} * (1+TJ)^{a-8} - Ebitda_{j,9} * (1+TJ)^{a-9} - Ebitda_{j,10} * (1+TJ)^{a-10} - Ebitda_{j,11} * (1+TJ)^{a-11} - Ebitda_{j,12} * (1+TJ)^{a-12} - Ebitda_{j,13} * (1+TJ)^{a-13} - Ebitda_{j,14} * (1+TJ)^{a-14} - Ebitda_{j,15} * (1+TJ)^{a-15} - Ebitda_{j,16} * (1+TJ)^{a-16} - Ebitda_{j,17} * (1+TJ)^{a-17} - Ebitda_{j,18} * (1+TJ)^{a-18} - Ebitda_{j,19} * (1+TJ)^{a-19} - Ebitda_{j,20} * (1+TJ)^{a-20} - Ebitda_{j,21} * (1+TJ)^{a-21} - Ebitda_{j,22} * (1+TJ)^{a-22} - Ebitda_{j,23} * (1+TJ)^{a-23} - Ebitda_{j,24} * (1+TJ)^{a-24} - Ebitda_{j,25} * (1+TJ)^{a-25} - Ebitda_{j,26} * (1+TJ)^{a-26} - Ebitda_{j,27} * (1+TJ)^{a-27} - Ebitda_{j,28} * (1+TJ)^{a-28} - Ebitda_{j,29} * (1+TJ)^{a-29} - Ebitda_{j,30} * (1+TJ)^{a-30}]$

Por ejemplo: $VNA_{2017,2008} = VNA_{2014,2008} * (1+7,398\%)^{13} - Ebitda_{2014} * (1+7,398\%)^{12} - Ebitda_{2015} * (1+7,398\%)^{11} - Ebitda_{2016} * (1+7,398\%)^{10} - Ebitda_{2017} * (1+7,398\%)^9 - Ebitda_{2018} * (1+7,398\%)^8 - Ebitda_{2019} * (1+7,398\%)^7 - Ebitda_{2020} * (1+7,398\%)^6 - Ebitda_{2021} * (1+7,398\%)^5 - Ebitda_{2022} * (1+7,398\%)^4 - Ebitda_{2023} * (1+7,398\%)^3 - Ebitda_{2024} * (1+7,398\%)^2 - Ebitda_{2025} * (1+7,398\%)^1 - Ebitda_{2026} * (1+7,398\%)^0$

DATOS BN MILES. Expresados en euros/(kw. año -

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potencia nominal instalada 100kw= 0,1MW	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
HORAS Netas funcionamiento= horas SOL/año	772	1.630	1.629	1.628	1.628	1.627	1.626	1.625	1.624	1.623	1.623	1.622	1.621
Ingresos													
Reintegración a la Inversión		29	58	58	58	58	47	47	47	47	47	47	47
Reintegración a la Operación		1	2	3	2	2	3	3	3	3	3	3	3
Ingresos venta energía al Mercado / Pool		4	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Total Ingresos		34	68	68	68	68	57	57	57	58	58	58	58
Costes													
SEGURO		-3,3	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6
Gastos Mantenimiento		-2,4	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3
Arrendamiento		-9,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0	-18,0
Impuesto Electricidad		-2	-5	-5	-5	-5	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4
Total Costes Operativos Explotación		-15	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28	-28
EBITDA		19	41	41	40	41	30	30	30	30	30	30	30
Amortización 10% cada año desde VNC		-18	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35
EBT		2	6	6	5	6	6	5	5	5	5	5	5
Tax		0	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	-4	-4	-4
BN		1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
BN/ Total Activos funcionales		0,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
EBITDA		19	41	41	40	41	30	30	30	30	30	30	30
Amortización 10% cada año desde VNC		-18	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35
EBT		2	6	6	5	6	6	5	5	5	5	5	5
Tax		0	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	-4	-4	-4
BN		1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
BN/ Total Activos funcionales		0,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
EBITDA		19	41	41	40	41	30	30	30	30	30	30	30
Amortización 10% cada año desde VNC		-18	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35	-35
EBT		2	6	6	5	6	6	5	5	5	5	5	5
Tax		0	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	-4	-4	-4
BN		1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
BN/ Total Activos funcionales		0,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%

Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Horas Netas	1.553	1.526	1.377	1.617	1.000	772	1.630	1.629	1.628	1.628	1.627	1.626	1.625					
Horas Netas	466,48	469,66	381,93	397,96	485,01													
Prima					-3													
Precio Pool																		
Ingresos por prima	593.137	607.287	764.861	643.501	291.006	38.600	81.500	81.459	81.419	81.378	81.337	81.296	81.256					
Ingresos por pool					-1.800													
Ro					9,275	14,077	14,845	15,406	14,390	14,862	15,389	15,820	16,306					
Ingresos por Ro					5,565	10,867	24,197	25,099	23,432	24,189	24,952	25,722	26,499					
Rinv					269.874	576.047	576.047	576.047	576.047	576.047	576.047	576.047	576.047	576.047				
Total Ingresos	593.137	607.287	764.861	643.501	564.645	625.514	681.744	682.605	680.327	681.043	681.766	681.766	681.766					
Opex por MWh	31,62	32,35	32,72	32,66	68,05	63,29	63,68	63,34	65	65,598	66,202	66,811	67,425					
Opex por MWh							0,62%	-0,53%	2,62%	0,92%	0,92%	0,92%	0,92%					
Total Opex	(49.106)	(49.366)	(51.599)	(52.811)	(68.050)	(48.860)	(103.798)	(103.193)	(105.844)	(106.764)	(107.693)	(108.629)	(109.574)					
EBITDA	544.031	557.921	713.261	590.690	496.595	576.655	577.946	579.413	574.483	574.279	574.073	574.073	574.073					
(7.065.614)																		

TIR Instalación tipo 6,440%

TIR Real Decreto 7,398%

PERIODOS	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2026
Factor, efecto multiplicador para el cálculo de la Rinv. A partir de la Tasa de Ref.	7,398%	7,398%	7,398%	7,398%	7,398%	5,500%	5,500%	5,500%	5,500%	5,500%	5,500%	5,500%	5,500%
Coeficiente = 1 (Segun Normativa por Tipo de Instalación IT-00030)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
VNAj = Valor Neto Actual del subperiodo regulatorio j = 3 años	6479032	6.160.744	5.414.849	4.886.232	4.466.490	4.095.58254	3.765.232	3.435.786	3.106.340	2.776.894	2.447.448	2.117.992	1.788.536
R.inv. = VNAj * Coeficiente * Factor	576047	575477	575477	575477	575477	575477	575477	575477	575477	575477	575477	575477	575477

Anexo 6

¿QUÉ PASOS SE HAN DE DAR PARA CONECTAR UN SISTEMA FOTOVOLTAICO A LA RED ELÉCTRICA EN CANARIAS?

Para poder conectarse a la red y vender la electricidad producida a la compañía eléctrica han de seguirse varios pasos que, de forma resumida, se exponen a continuación

Tramitación administrativa	Entidad responsable	Comentarios
Punto de conexión a la red eléctrica	UNELCO-ENDESA	Es el punto de conexión que concede la empresa eléctrica al promotor de la instalación fotovoltaica
Autorización administrativa (sólo para instalaciones en media tensión y/o mayores de 100 kW _p)	Gobierno de Canarias. Consejería de Empleo, Industria y Comercio	Es necesario acreditar la titularidad del terreno A las instalaciones en baja tensión con potencia inferior a 100 kW _p no se les exige la autorización administrativa ya que existe un procedimiento simplificado. Además de presentar otra documentación hay que tener en cuenta que: <ul style="list-style-type: none"> • Instalaciones < 10 kW_p llevan una memoria técnica • Instalaciones > 10 kW_p llevan un proyecto técnico
Puesta en servicio e inscripción previa en el RIPRE	Gobierno de Canarias. Consejería de Empleo, Industria y Comercio	Sólo para instalaciones en media tensión y/o mayores de 100 kW _p . En el resto de instalaciones la inscripción previa y definitiva se realiza la vez en el RIPRE, al no tener puesta en servicio.
Inspección de la Consejería de Empleo, Industria y Comercio	Gobierno de Canarias. Consejería de Empleo, Industria y Comercio	
Contrato con la compañía eléctrica	UNELCO-ENDESA	Es un contrato tipo que regula las relaciones técnicas y económicas entre el titular de la instalación y la compañía eléctrica
Inspección de Unelco-Endesa	UNELCO-ENDESA	
Inscripción definitiva en el RIPRE	Gobierno de Canarias. Consejería de Empleo, Industria y Comercio	Es requisito para poder vender a la compañía eléctrica la electricidad producida por la instalación

En conjunto, los trámites que se deben realizar para conectar la instalación a la red pueden prolongarse hasta unos 6 meses.

¿QUÉ DEBO HACER PARA CONVERTIRME EN UN PRODUCTOR DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA?

- No es necesario darse de alta como autónomo.
- Hay que darse de alta en el Impuesto de Actividades Económicas –IAE– (este impuesto no se paga si el titular de la instalación es una persona física).
- Hay que darse de alta en el Impuesto General Indirecto Canario (IGIC).
- Hay que declarar el IGIC, excepto las personas físicas cuando los ingresos percibidos durante el año sean inferiores a una cantidad estipulada (para el 2008 esta cantidad asciende a 28 557 €; esta cantidad puede variar cada año). En caso de superar la cantidad antes mencionada, al año siguiente debe modificar su situación pasando al régimen general e imputar a las facturas el 2% en concepto de IGIC. Por otro lado si a lo largo del año se factura más de 3000 € se debe presentar una declaración de ingresos, aún estando exento del IGIC. Si el titular es una empresa o entidad, debe darse de alta en el IGIC en el régimen general y cargar sus facturas con el 2% en concepto de IGIC.
- Hay que darse de alta en el Impuesto Especial sobre la Electricidad (este impuesto no supone ningún gasto adicional).
- Hay que emitir una factura a la compañía eléctrica correspondiente, el periodo de facturación ha de ser mensual.

Anexo 7

FICHA Vida útil de instalación clasificación b1.1. es la correspondiente a la producción de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos.

1. La vida útil regulatoria para las instalaciones tipo asignadas a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden en función de su subgrupo será la siguiente:

Categoría	Grupo	Subgrupo	Vida útil regulatoria (años)
a)	a.1	a.1.1, a.1.2 y a.1.3	25
	a.2		25
b)	b.1	b.1.1	30
		b.1.2	25
	b.2	b.2.1	20
	b.3		20
	b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8		25
c)	c.1, c.2 y c.3		25

Tipo de interés interbancario durante el año 2014 – Euribor 12 meses –

	JAN14	FEB14	MAR14	APR14	MAY14	JUN14	JUL14	AUG14	SEP14	OCT14	NOV14	DEC14	2014
1w	0.194	0.190	0.195	0.223	0.243	0.110	0.051	0.041	-0.008	-0.012	-0.010	-0.007	0.099
2w	0.206	0.200	0.206	0.231	0.247	0.121	0.061	0.049	-0.004	-0.007	-0.004	0.006	0.107
3w													
1m	0.224	0.224	0.232	0.253	0.259	0.153	0.096	0.085	0.018	0.008	0.010	0.023	0.130
2m	0.259	0.252	0.268	0.291	0.291	0.198	0.155	0.142	0.058	0.045	0.044	0.047	0.169
3m	0.292	0.288	0.305	0.330	0.325	0.241	0.205	0.192	0.097	0.083	0.081	0.081	0.209
4m													
5m													
6m	0.396	0.387	0.407	0.430	0.417	0.333	0.305	0.292	0.200	0.184	0.182	0.176	0.308
7m													
8m													
9m	0.487	0.469	0.493	0.513	0.503	0.421	0.395	0.380	0.275	0.256	0.257	0.253	0.390
10m													
11m													
12m	0.562	0.549	0.577	0.604	0.592	0.513	0.488	0.469	0.362	0.338	0.335	0.329	0.475